

Stromspeicherbedarf in europäischen Langfristszenarien

Eine Analyse des Einflusses unterschiedlicher energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen

Dipl.-Wirt.-Ing. **F. Cebulla**, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart;

Kurzfassung

Die modellgestützte Quantifizierung des Speicherbedarfs in Energieszenarien mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung unterliegt einer Reihe von techno-ökonomischen und methodischen Annahmen. Die vorliegende Analyse untersucht den Einfluss von Netzszenarien, Abregelungen von Kraftwerken, Investitionskosten sowie Preispfaden für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate mit Hilfe des kostenminimierenden, linearen Optimierungsmodells REMix. Die Ergebnisse zeigen, dass die berechneten Werte für Speicherleistung und -kapazität von den Annahmen zum Netzausbau und den Investitionskosten für Kraftwerke und Speichertechnologien sehr stark abhängen. So reduziert sich in den Berechnungen einschließlich einer Netzausbauroptimierung der Speicherzubau in den betrachteten europäischen Ländern um insgesamt etwa 44% (66 GW), in den Investitionkostenszenarien um bis zu 24% (37 GW) im Vergleich zum Referenzszenario. Die Annahmen zu Preispfaden und Abregelungen wirken sich bei europaweiter Betrachtung weniger stark aus, wohingegen auf knotscharfer Ebene sich auch da deutliche Unterschiede insbesondere in den Speicherstrukturen ergeben können.

1. Einleitung

Für die Realisierung einer weitgehend CO₂-neutralen Energieversorgung bilden regenerative Technologien den wichtigsten Baustein. Die begrenzte Regelbarkeit der Stromeinspeisung erneuerbarer Erzeuger, wie insbesondere der Photovoltaik (PV) und der Windkraft, erfordert jedoch eine erhöhte Flexibilität im Energieversorgungssystem. Die Abschätzung dieses Flexibilitätsbedarfs, im Folgenden als Speicherbedarf bezeichnet, erfolgt zumeist modellgestützt und wurde bereits mehrfach untersucht [1–3]. Die Ergebnisse unterliegen maßgeblich den verwendeten techno-ökonomischen, als auch methodischen Annahmen. Eine Vergleichbarkeit der Resultate ist daher zumeist schwierig. Oftmals weisen die ermittelten Speicherleistungen und -kapazitäten große Bandbreiten auf. Vor dem Hintergrund unsicherer energiewirtschaftlicher, politischer und technischer Rahmenbedingungen ist daher eine Analyse der Robustheit des modellgestützt ermittelten Speicherbedarfs erforderlich. Im Rahmen der vorgestellten Arbeit soll eine umfassende Sensitivitätsanalyse Erkenntnisse dazu liefern.

2. Methodik

2.1. Modell

Um den Speicherbedarf zur Integration von erneuerbaren Energien (EE) abschätzen zu können, wird mit Hilfe des linearen, stundenscharfen Optimierungsmodells REMix (Renewable Energy Mix for sustainable energy supply) (s. [4], [5]) unter der Prämisse der Minimierung der Gesamtsystemkosten der kostengünstigste konventionelle als auch erneuerbare Kraftwerkseinsatz und -zubau für das Jahr 2050 ermittelt. Dabei werden alle Kapazitäten – auch die der Speicheroptionen und ggf. der Netzübertragungsleitungen – modellendogen und in einer Optimierungsrechnung parallel zugebaut. Sterbelinien für heute existierende, konventionelle Kraftwerke sind als Startpunkt für den Leistungszubau hinterlegt. Die Modellkonfiguration erzwingt zudem, dass mindestens 80% des europäischen Strombedarfs durch EE-Erzeugung gedeckt werden. Der Fokus der Modellierung liegt auf der stündlichen Lastdeckung, weitergehende Aspekte wie Regelleistung, Systemstabilität, Spannungsqualität und Frequenzhaltung bleiben im Rahmen dieser Arbeit unberücksichtigt.

2.2. Räumliche Auflösung, Stromnetz und elektrische Nachfrage

Wie in Bild 1 und Bild 2 gezeigt, wird der europäische Betrachtungsraum in neun und Deutschland in 20 Modellregionen unterteilt. Die regionale Auflösung innerhalb Deutschlands orientiert sich dabei am Regionenmodell der Übertragungsnetzbetreiber.

ID	Land	Knoten
1	Österreich, Schweiz	Alpen
2	Belgien, Nederl., Luxemb.	BeNeLux
3	Dänemark West	Dk_W
4	Polen, Tschechien, Slowakei	East
5	Frankreich	Frankreich
6	Spanien, Portugal	Iberia
7	Italien	Italien
8	Schweden, Finnland, Norwegen	Nordel
9	UK, Irland	UK_IE



Bild 1: Im Modell abgebildete europäische Regionen, deutsche Modellknoten aggregiert

ID	Land	Knoten
10.1-10.6	Deutschland	Amprion1-6
10.7-10.13	Deutschland	Tennet0-6
10.14-10.18	Deutschland	50Hertz0-4
10.19-10.20	Deutschland	Transnet1-2

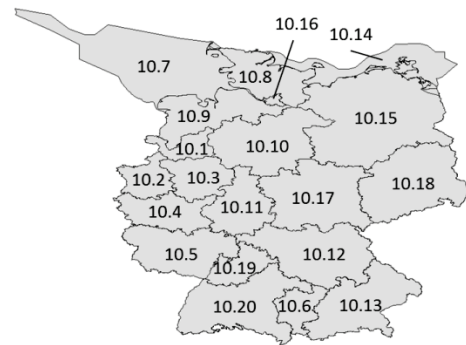


Bild 2: Im Modell abgebildete deutsche Regionen

Die Modellierung des europäischen Drehstromübertragungsnetzes mittels DC-Approximation sowie von HVDC-Übertragungsleitungen, bewirkt eine räumliche Entkopplung von Bedarf und Erzeugung. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden unterschiedliche Annahmen zum Netzausbau getroffen. Für das Referenzszenario wird ein exogenes Netz auf Grundlage der Übertragungskapazitäten des Ten Year Network Development Plans (TYNDP) des Verbands der europäischen Transportnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) vorgegeben [6]. Im Sensitivitätsfall mit Netzausbaup Optimierung können die Übertragungskapazitäten der vordefinierten Netzknotenverbindungen kostenminimal erweitert werden.

Die im Modell hinterlegte stündliche, knotenscharfe Stromnachfrage basiert auf den Netzlastdaten der ENTSO-E und wird für Deutschland mit dem Bruttostrombedarf des Basisszenarios 2050 aus [7] skaliert, für die europäischen Nachbarländer auf Grundlage von [8], [9].

2.3. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE)

Für die Berechnung des kostenoptimalen Betriebs und des Zubaus der EE benötigt REMix die potenzielle technologie- und regionenspezifische, stündliche Stromerzeugung, sowie die maximal installierbaren Erzeugungskapazitäten auf Grundlage des in der Region vorhandenen erneuerbaren Ressourcenpotenzials (Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit, Wasserabfluss). Dafür wird auf Ergebnisse des REMix-Submodells EnDAT (Energy Data Analysis Tool) zurückgegriffen, welches georeferenziert und in stündlicher Auflösung Potenzialzeitreihen mittels einer Anlagensimulation erstellt. Im Referenzszenario ist für die erneuerbaren Potenzialzeitreihen das Wetterjahr 2006 hinterlegt.

Der sich in der Optimierung tatsächlich ergebende stundenscharfe, erneuerbare Kraftwerkseinsatz berechnet sich aus der potenziellen Einspeisung abzüglich der Abregelung. Diese ist im Referenzszenario zunächst unbegrenzt möglich, nicht kostengebunden und wird daher als erste Flexibilitätsoption bei Überschüssen eingesetzt. In weiteren Szenarienvarian-

ten wird die erlaubte technologiespezifische abregelbare Jahresenergiemenge auf 10%, bzw. 3% reduziert.

2.4. Speichertechnologien

Sechs Speichertechnologien werden hinsichtlich ihrer Speicherleistung und -kapazität untersucht: Pumpspeicherkraftwerke (PSW), adiabate Druckluft- (CAES) und Wasserstoffspeicher (Elektrolyse, Speicherung in Salzkaverne, Rückverstromung) sowie Lithium-Ionen- (Li-Ionen), Redox-Flow- und Blei-Säure-Batterien (PbS). Jede dieser Speichertechnologien ist durch folgende Parameter charakterisiert: Lade- und Entladewirkungsgrad, Selbstentladungsrate, Verfügbarkeit, Investitionskosten für Speicher und Konverter, Lebensdauer für Speicher und Konverter, fixe und variable Betriebs- und Wartungskosten, die installierte Speichermenge und Konverterleistung sowie deren zugehörige Zubauobergrenzen. Die Datengrundlage dafür bilden [10–12].

2.5. Sensitivitätsfälle

Die in Tabelle 1 dargelegten Sensitivitätsfälle dienen sowohl der Überprüfung der Robustheit des zukünftigen Speicherbedarfs, als auch der Analyse der Wechselwirkungen bestimmter techno-ökonomischer und methodischer Annahmen auf das Optimierungsergebnis.

Tabelle 1: Untersuchte Szenarien und deren Ausprägung

Szenario	Ausprägung
Ref	Referenzszen.: Abregelg. unbegrenzt, exog. Netz, mittlere Preis- u. Kostenpfade
G-	Netzengpässe im deutschen Untersuchungsgebiet
G+	Europaweit optimiertes Netz
Abr.010	Technologiespezifische Abregelung der EE europaweit auf 10% begrenzt
Abr.003	Technologiespezifische Abregelung der EE europaweit auf 3% begrenzt
SpeicherInv_low	Verringerte Investitionskosten für Konverter- und Speichereinheit
SpeicherInv_high	Erhöhte Investitionskosten für Konverter- und Speichereinheit
EEInv_low	Verringerte Investitionskosten für EE
EEInv_high	Erhöhte Investitionskosten für EE
BS_high	Preispfad hohe Brennstoffkosten
BS_low	Preispfad niedrige Brennstoffkosten
CO ₂ _high	Preispfad hohe CO ₂ -Zertifikatskosten
CO ₂ _low	Preispfad niedrige CO ₂ -Zertifikatskosten

3. Ergebnisse

3.1. Zubau der EE und konventionellen Kraftwerke im Referenzszenario

Für das Jahr 2050 wird als Startpunkt der Modellierungen angenommen, dass mit Ausnahme einiger konventioneller Kapazitäten kein Alt-Bestand an Kraftwerkskapazitäten mehr vorhanden ist. Entsprechend ergibt sich der in Tabelle 2 dargestellte Zubau an Erzeugungsleistung und die zugehörige Bruttostromerzeugung der konventionellen und erneuerbaren Technologien exklusive der Gasturbinen (GT) regional verteilt auf die europäischen und deutschen Modellknoten im Referenzszenario. Auf Grundlage des Kapazitätszubaues resultiert ein Anteil der erneuerbaren Bruttostrombereitstellung am Gesamtbedarf von 95% (davon 86% aus PV und Wind). In Deutschland beträgt der gesamte EE-Anteil 81%.

Tabelle 2: Regional aufgelöste zugebaute Leistung und Jahresstrommenge aus Wind Offshore (W_Off), Wind Onshore (W_On), Photovoltaik (PV) und konventionellen Kraftwerken (Konv). Für Deutschland werden die Modellknoten aggregiert

	Zugebaute Leistung [GW]				Bruttostromerzeugung [TWh]			
	W_Off	W_On	PV	Konv	W_Off	W_On	PV	Konv
Alpen	0	22	20	1	0	29	22	4
BeNeLux	43	19	35	0	118	47	33	0
Dk_W	10	3	0	0	39	7	0	0
East	0	81	60	13	0	129	58	45
Frankreich	107	33	47	0	350	62	47	0
Iberia	64	3	90	0	154	4	116	0
Italien	30	62	48	18	53	82	55	84
Nordel	90	0	5	1	295	0	4	4
De	48	55	87	28	175	112	84	117
UK_IE	73	50	0	0	296	154	0	0
Gesamt	465	328	392	61	1.480	626	419	254

3.2. Zubau der Flexibilitätsoptionen im Referenzszenario

Bild 3 zeigt die modellendogen optimierten Konverterleistungen für das Referenzszenario im Jahr 2050 in Europa. Mit Ausnahme der Blei-Säure-Batterien erfolgt ein Zubau aller Flexibilitätsoptionen. Für den europäischen Betrachtungsraum ergeben sich dadurch Flexibilitätsleistungen in Höhe von rund 220 GW inklusive der GTs (165 GW exkl. GTs). Mit 86 GW haben die H₂-Speicher daran den größten Anteil, gefolgt von den GTs mit 58 GW und den Lithium-Ionen-Batterien mit 54 GW.

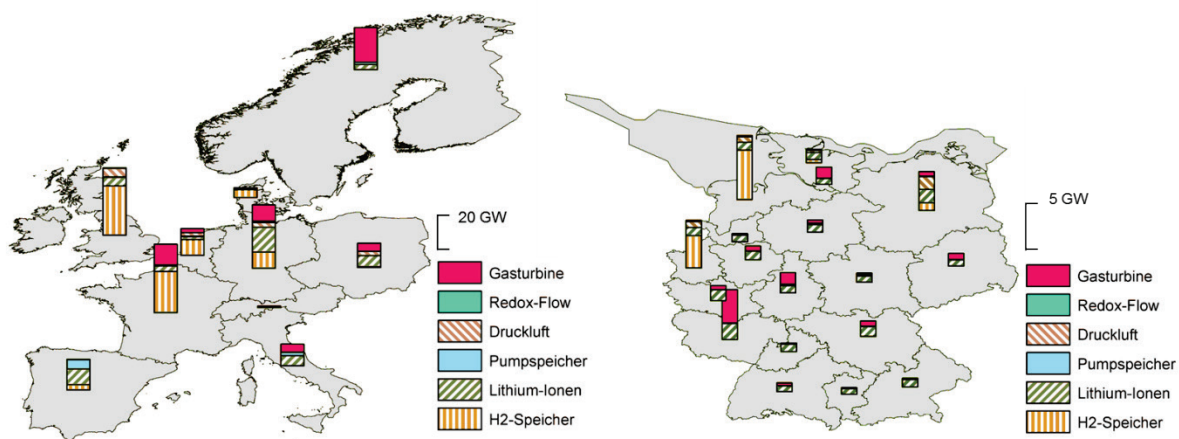


Bild 3: Leistungszubau für Speicher- und Gasturbinen (GT) im Referenzszenario 2050

CAES- und PSW sowie Redox-Flow-Batterien werden in Summe in deutlich geringerem Umfang zugebaut (14 GW, 11 GW, 1 GW). Aufgrund der regional sehr unterschiedlichen Zubauleistungen können diese Technologien jedoch durchaus für bestimmte Länder von Bedeutung sein. Im Modellknoten Iberia beispielsweise erfolgt mit circa 6 GW ein nicht unerheblicher Teil der Flexibilitätsbereitstellung durch PSW.

Für das Deutschland beträgt der Zubau an Speichern zuzüglich der GTs rund 40 GW im Referenzszenario (30 GW exkl. GTs). Den Großteil des Leistungszubaus verursachen Li-Ionen- und H₂-Speicher sowie GTs (16 GW, 10 GW, 10 GW). Insbesondere Modellknoten mit hohen Anteilen an Windstromerzeugung sind zudem durch höhere Anteile an CAES charakterisiert, wie etwa 50Hertz1 (1,38 GW). Tabelle 3 zeigt die zugehörigen Speicherkapazitäten.

Tabelle 3: Modellendogene, knotenscharfe Speicherkapazität für das Referenzszenario

	Zugebaute Speicherkapazität [GWh]			
	H ₂ -Speicher	Li-Ionen	CAES	PSW
Alpen	36	0	1	10
BeNeLux	3.117	4	44	5
Dk_W	2.264	1	4	0
East	86	30	48	0
Frankreich	6.927	6	5	5
Iberia	901	38	3	93
Italien	38	16	2	35
Nordel	0	13	0	17
Deutschland	3671	32	58	0
UK_IE	12.578	10	72	4
Gesamt	29.616	151	236	168

Im Folgenden wird zur Überprüfung der Funktionalität des Modells und Plausibilität der Ergebnisse zunächst der berechnete Speichereinsatz im Referenzszenario ausgewertet. Inwiefern die regionale, technologiespezifische Verteilung und Quantität des Speicherzubaues vom erneuerbaren und konventionellen Kraftwerkspark, dem Netzszenario sowie den angenommenen Kosten und Abregelungsrestriktionen abhängig ist, wird in Abschnitt 3.4 analysiert.

3.3. Nutzung der Speicher im Referenzszenario

Einige Speichertechnologien harmonisieren sehr gut mit der Stromerzeugung aus bestimmten EE. Über Korrelationskoeffizienten kann ein statistischer Zusammenhang zwischen Speicherbeladung und EE-Erzeugung hergestellt werden. So korreliert die Beladung von H₂-Speichern mit der Stromeinspeisung aus Wind Offshore in allen Modellknoten und für die Kombinationen aus den Technologien PV und Li-Ionen sowie Wind Onshore und CAES in den Regionen die sich durch hohe Anteile der entsprechenden Erzeugungskapazität auszeichnen. Die durchschnittlichen Korrelationskoeffizienten betragen 0,75, 0,49 und 0,57.

Für weitere Analysen der Speichernutzung werden im Folgenden Isoplethendiagramme beispielhaft für die Region 50Hertz1 analysiert. Dieser Modellknoten zeichnet sich durch ein diversifiziertes Portfolio aus EE-Anlagen und Speichertechnologien aus und ist zudem an die Offshore-Region 50Hertz0 angebunden. Bild 4 zeigt die relative Be-/Entladeleistung bezogen auf die Konverterleistung von Lithium-Ionen- und H₂-Speichern im Jahres- und Tagesverlauf. Im Vergleich mit anderen Modellknoten lässt sich konstatieren, dass die Lade- und Entladecharakteristika im Sinne des jährlichen und täglichen Zeitverlaufes innerhalb Deutschlands regionenunabhängig sind. Die Intensität der Be- und Entladung einer Speichertechnologie kann regional jedoch unterschiedlich ausfallen. Weitere Abweichungen treten hauptsächlich zwischen den Technologietypen auf, was anhand der unterschiedlichen Farbspektren der einzelnen Diagramme in Bild 4 zu erkennen ist.

Die Speicherbeladung der Lithium-Ionen-Batterien (Bild 4, oben links) findet beinahe täglich und im Tagesverlauf vor allem im Zeitraum zwischen 10-14 Uhr statt, also den Stunden der höchsten PV-Einspeisung. Im saisonalen Verlauf ist trotz der verstärkten solaren Einstrahlung in den Sommermonaten keine signifikante Ausweitung dieses Zeitfensters zu beobachten. Jedoch lässt sich in den Isoplethendiagrammen eine Intensivierung der Ladeleistung beobachten. Eine Änderung der Intensität der Solarstrahlung hat somit direkte Auswirkungen auf die Beladung der Lithium-Ionen-Speicher.

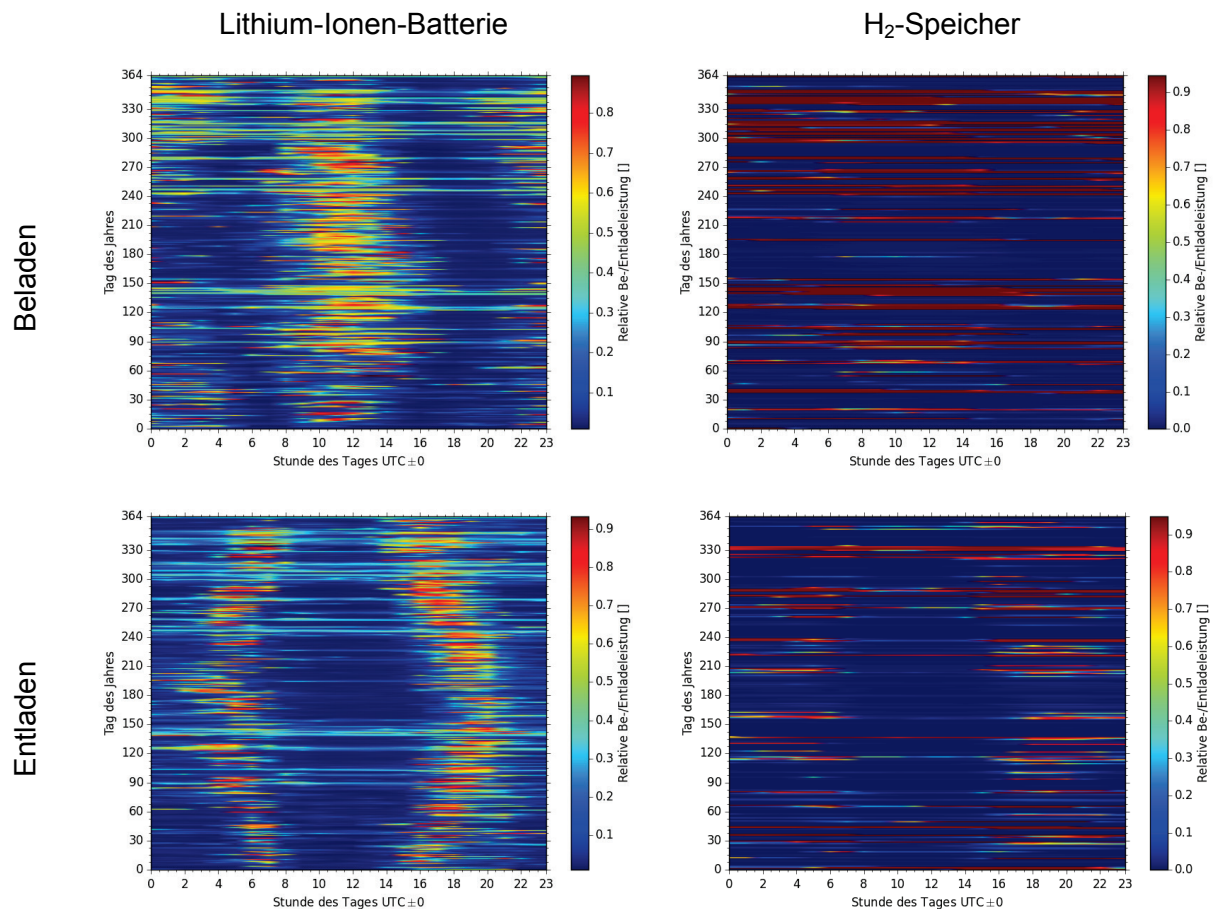


Bild 4: Relative Be-/Entladeleistung bezogen auf die Konverterleistung von Lithium-Ionen- und H₂-Speicher im Jahres- und Tagesverlauf für die Region 50Hertz1

Des Weiteren können weniger intensive Ladevorgänge auch im Zeitraum von 18-4 Uhr beobachtet werden, insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten. Die verstärkte Einspeisung von Wind Onshore in diesem Zeitraum lässt vermuten, dass Lithium-Ionen-Speicher im Modellknoten 50Hertz1 auch Überschussstrom aus Windenergie ausgleichen. Bekräftigt wird diese These einerseits durch das modellendogene Energie-zu-Leistungsverhältnis (E2P) der Lithium-Ionen-Batterien in 50Hertz1. Mit 3 h liegt es deutlich über dem E2P von Regionen, die sich durch weniger diversifizierte Erzeugungsportfolien auszeichnen und die zudem hohe Anteile an PV-Erzeugung aufweisen, wie etwa TransNetBW1+2. Hier stellt sich ein E2P von rund 1-1,7 h ein. Andererseits besteht eine Korrelation zwischen Speicherbeladung und der Einspeisung aus Windenergie und deutet somit auf einen direkten Zusammenhang hin.

Die Entladevorgänge der Lithium-Ionen-Speicher (Bild 4, unten links) treten in den Zeitintervallen niedriger PV-Einspeisung auf (5-10 Uhr, 16-20 Uhr). Im saisonalen Verlauf ist hier eine deutliche Verschiebung des Entladezeitfensters äquivalent zur Verschiebung des PV-Einspeiseprofiles zu beobachten.

Bild 4 kann zudem entnommen werden, dass im Vergleich der Speichertechnologien Lithium-Ionen-Batterien beinahe täglich Be- und Entladen und somit die höchste Zyklenanzahl aufweisen. Mit ansteigendem E2P-Verhältnis, respektive vom Kurzfrist- zum Langzeitspeicher hin, sinkt die Zyklenanzahl deutlich. Langzeitspeicher, etwa in Form von H_2 , zeichnen sich durch eine deutlich geringere Anzahl an Zyklen aus. Jedoch lässt sich auch feststellen, dass mit steigendem E2P die Be- und Entladeintensität zunimmt. Langzeitspeicher be- und entladen entsprechend seltener im Jahresverlauf jedoch mit höherer Leistung gemessen an der gesamt installierten Konverterleistung. Kurzfristspeicher wiederum zeichnen sich durch tägliche Zyklen aus und werden auch graduell genutzt.

3.4. Zubau der EE, konventionellen Kraftwerke und Speicher in den Sensitivitätsfällen

Der Einfluss der in Abschnitt 2.5 dargelegten Sensitivitäten auf den Zubau der EE soll im Anschluss mit Blick auf den Speicherbedarf untersucht werden.

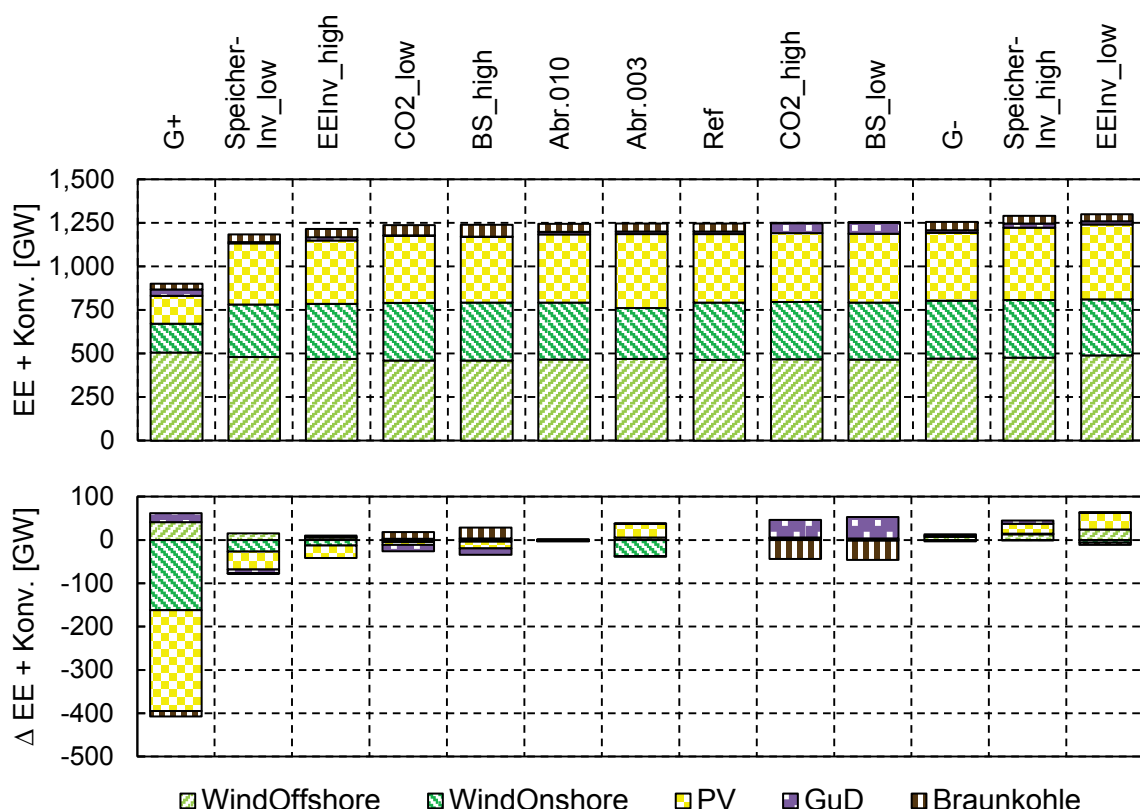


Bild 5: Szenarienvergleich Kraftwerkszubau: Leistungszubaus der EEs und konventionellen Kraftwerke im europäischen Betrachtungsraum im Jahr 2050

Bild 5 zeigt die zugebaute erneuerbare und konventionelle Leistung pro Sensitivitätsfall, sowie den Vergleich zum Referenzszenario summiert über die Modellknoten. Besonders auffällig sind die Abweichungen im netzoptimierenden Szenario G+, wo sich eine Reduzierung der

Kraftwerksleistung um circa 350 GW ergibt. Die erhöhte räumliche Flexibilität durch Ausbau des Übertragungsnetzes führt zu einer Substitution von Wind Onshore (-160 GW) und PV (-230 GW) durch Wind Offshore (+40 GW) und GuD-Anlagen (+20 GW). Es zeigt sich zudem, dass der Zubau an Leistung und die Kraftwerksstruktur in den restlichen Szenarien weniger sensitiv reagiert. In den Variationen der Brennstoff- und Zertifikatspreispfade (CO2_high, BS_low) erfolgt eine Substitution der Braunkohle durch GuD-Kraftwerke. Selbst strenge Einschränkungen der EE-Stromerzeugung in den Szenarien durch eine begrenzte technologie-spezifische Abregelung (Abr.003, Abr.010) beeinflussen das Ergebnis nur geringfügig. Ausgeprägte Wechselwirkungen treten hingegen zwischen den unterschiedlichen Rahmenannahmen der Sensitivitätsfälle und dem Speicherbedarf (inkl. GTs) auf. In Bild 6 ist der Zubau an Speicherleistung und GTs sowie deren Differenz zum Referenzszenario über die Sensitivitätsfälle in Summe der betrachteten Modellknoten aufgetragen.

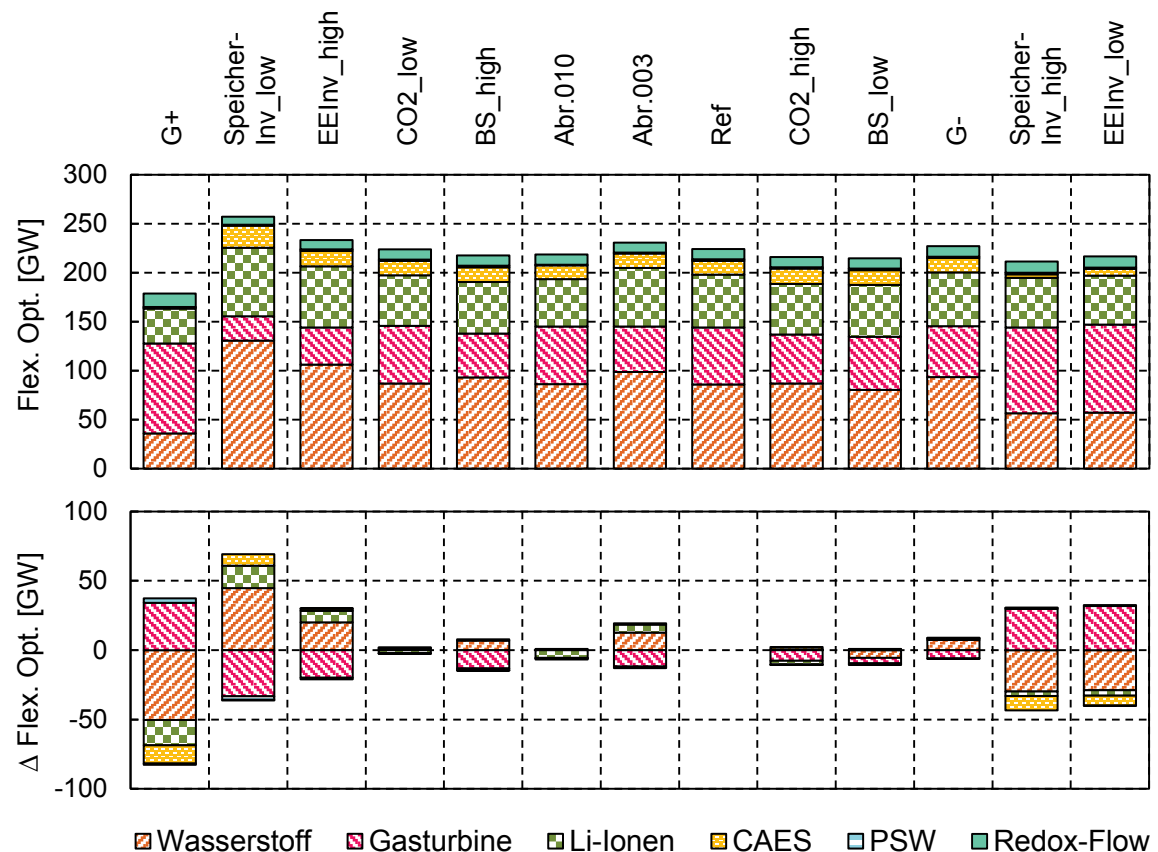


Bild 6: Szenarienvergleich Speicherbedarf: Leistungszubaus der Flexibilitätsoptionen im europäischen Betrachtungsraum im Jahr 2050

Erneut weist das Szenario G+ die größten Abweichungen zum Referenzszenario auf. Der Ausbau des Übertragungsnetzes und die damit verbundene signifikante Verschiebung zu

höheren Anteilen Wind Offshore impliziert einen veränderten Speicherbedarf. Im Vergleich der Szenarien verringert sich dieser um 50 GW H₂-, 18 GW Li-Ionen- und 13 GW CAES-Speicher, wobei jedoch auch 34 GW mehr GTs zugebaut werden.

Verstärkten Einfluss hat auch die Variation der Investitionskosten. Durch verringerte leistungs- und energiebezogene Kosten für den Konverter und die Speichereinheit (SpeicherInv_low) tritt zunächst hauptsächlich eine Erhöhung der H₂-Speicherleistung auf (+45 GW), welche wiederum eine verstärkte Integration von Offshore Windstrom erlaubt (+15 GW). Infolge dessen werden Wind Onshore (-27 GW), PV (-41 GW) (s. Bild 5) und GTs (-33 GW) substituiert. Ein strukturell ähnlicher Effekt, jedoch in geringerem Umfang, zeigt sich im Szenario mit erhöhten Investitionskosten für EE (EEInv_high). Invers wirken die Szenarien SpeicherInv_high und EEInv_low.

Wenngleich auf europäischer Ebene der Zubau an Flexibilitätsleistung (mit Ausnahme von G+) als robust bezeichnet werden kann, so ergibt sich bei regionalisierter Betrachtung ein differenzierteres Bild. Im Gegensatz zum aggregierten europäischen Ergebnis kommt es beispielsweise für den deutschen Modellknoten im G+ Szenario zum stärksten Zubau an Flexibilitätsoptionen und einer signifikanten Veränderung der Struktur. Im Vergleich zum Referenzszenario erhöht sich die kumulierte Speicher- und Gasturbinenleistung um etwa 5 GW. H₂- und CAES-Speicher verschwinden im G+-Szenario vollständig (-10 GW, -3 GW) und werden durch 23 GW Gasturbinenleistung ersetzt.

4. Zusammenfassung und Ausblick

Der zukünftige Speicherbedarf in Europa für das Stützjahr 2050 variiert je nach Szenario sehr stark zwischen 87 GW und 233 GW für die Konverterleistung und von 12 TWh bis 54 TWh für die Speicherkapazität. In den betrachteten Szenarien ergibt sich ein EE-Anteil von 94% bis 97% gemessen am Jahresstrombedarf, wobei die untere Schranke hierfür auf 80% festgesetzt ist. Für die aggregierten deutschen Modellknoten berechnet sich eine Bandbreite von 13 GW bis 39 GW und 1 TWh bis 7 TWh. Der niedrigste Flexibilitätsbedarf stellt sich sowohl auf deutscher als auch europäischer Ebene im Szenario G+ mit Netzausbauoptimierung ein (EU: 87 GW/12 TWh, DE: 13 GW/1 TWh). Es zeigt sich, dass für die Integration von EE Speicher zu großen Teilen durch Netzausbau substituiert werden können.

Die Untersuchungen verdeutlichen zudem, dass der Speicherbedarf hinsichtlich der Annahmen zu Preispfaden und Abregelungen auf europäischer Ebene weniger sensitiv reagiert, eine knotenscharfe Betrachtung jedoch erkennbare Unterschiede insbesondere in der Struktur des Flexibilitätsportfolios zeigt. Als Ursache hierfür wird die Prämisse des 80% EE-Anteils vermutet, welche in allen Szenarien ähnliche erneuerbare Mengengerüste erzeugt.

Die Robustheit der gezeigten Bandbreiten für den zukünftigen Speicherbedarf muss durch weitergehende Analysen überprüft werden. Insbesondere auf methodischer Seite sind ergänzende Untersuchungen notwendig. Einerseits sollte der Einfluss der regionalen Auflösung weiter eruiert werden- innerhalb der definierten Modellknoten gelten keine Restriktionen für den Stromtransport. Andererseits schließt die hier im Modell verwendete stündliche Auflösung Speicheranwendungen für Regelleistungsbereitstellung und Systemdienstleistungen aus und unterschätzt den zukünftigen Stromspeicherbedarf daher tendenziell. Die Integration weiterer Flexibilitätsoptionen und eine Rückkopplung zum Wärme- und Transportsektor sind ebenso denkbar, wie eine Ausweitung der Modellmethodik hin zu myopischen oder den Ausbaupfad optimierenden Ansätzen.

5. Literaturverzeichnis

- [1] Pape et al., C.: Roadmap Speicher. Projektbericht im Auftrag des BMWi. 2014
- [2] Pleßmann et al., G.: Global Energy Storage Demand for a 100% Renewable Electricity Supply. Energy Procedia 46 (2014) 0 S. 22-31
- [3] Rasmussen et al., M. G.: Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system. Energy Policy 51 (2012) 0 S. 642-651
- [4] Gils, H. C.: Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Universität Stuttgart Diss. 2015
- [5] Scholz et al., Y.: Integrated capacity expansion and operation modelling for variable renewable energy based power supply in Europe. Unveröffentlicht
- [6] ENTSO-E: 10-Year Network Development Plan 2012. 2012
- [7] Nitsch et al., J.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Projektbericht im Auftrag des BMU. 2012
- [8] Trieb et al., F.: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power: TRANS-CSP. 2006
- [9] Trieb et al., F.: Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region: MED-CSP. 2005
- [10] Fuchs et al., G.: Technology Overview on Electricity Storage. RWTH Aachen- Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA). 2012
- [11] World Electric Power Plants Database 2010, McGraw Hill Financial, London 2010
- [12] Marcos, G.-G. und Roberto, L.-A.: Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage: A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential. Joint Research Centre (JRC). 2013